

КАЮМОВ МАЛИК ШАФИКОВИЧ

**ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ МНОГОПЛАСТОВОГО
ОБЪЕКТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**

**25.00.17 • Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений**

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

г. Бугульма – 2003

Работа выполнена в Нефтегазодобывающем управлении «Джалильнефть»
Открытого Акционерного Общества «Татнефть»

Научный руководитель:

доктор технических наук, акад. РАЕН

Н.И. Хисамутдинов

Научный консультант:

кандидат физико-математических наук, с.н.с.

И.В. Владимиров

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, с.н.с.

Р.Т. Фазлыев

кандидат технических наук, с.н.с.

И.А. Дьячук

Ведущая организация:

НГДУ "Туймазанефть" АНК "Башнефть"

Защита диссертации состоится 27 марта 2003 г. в 15-00 часов на заседании диссертационного совета Д.222.018.01 при Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423200, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М.Джалиля, д.32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института ТатНИПИнефть.

Автореферат диссертации разослан

26.02. 2003 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета

доктор технических наук, с.н.с.



Р.З. Сахабутдинов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

В настоящее время основные месторождения **Урало-Поволжья** вступили в позднюю стадию разработки и характеризуются значительными объемами закачки и отбора **воды**, старением эксплуатационного фонда скважин, ухудшением фильтрационных свойств продуктивных **нефтенасыщенных** коллекторов, обусловленным техногенным воздействием, снижением продуктивности скважин и другими признаками.

Постепенное изменение свойств пластовых систем и условий фильтрации в пласте требует внесения **соответствующих** корректив в систему разработки. Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, применяются все виды геолого-технических мероприятий (**ГТМ**), направленные на интенсификацию и стабилизацию добычи нефти, на ограничение **попутнодобываемой** с нефтью воды, на самое широкое применение методов увеличения нефтеотдачи пластов, на **добуривание** скважин в слабодобычаемых, застойных и тупиковых зонах, на восстановление продуктивности скважин **и** т.д.

Особое место для месторождений Урало-Поволжья занимают проблемы, связанные с **восстановлением** продуктивности скважин. Для восстановления и повышения продуктивности скважин используют обработки **призабойных** зон (ОПЗ) пластов. Необходимо отметить, что для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, ОПЗ становятся частью методов повышения нефтеотдачи (**МУН**). Действительно, повышение продуктивности скважины в результате ОПЗ меняет условия фильтрации не только в призабойной зоне пласта (ПЗП), но и в удалённой зоне **пласта**, увеличивая при этом радиус контура **питания** скважины, интенсивность **притока**. Все это изменяет **установившиеся** в пласте фильтрационные потоки, что позволяет вовлечь в процесс **фильтрации** ранее не дренируемые **нефтенасыщенные** области. Поэтому ОПЗ необходимо рассматривать как элементы МУН, направленные не только на восстановление продуктивности скважины, но и на увеличение **охвата** заводнением.

Исследование причин снижения производительности добывающих скважин возможно только на основе анализа всего комплекса постоянно накапливающейся в процессе разработки информации. Необходим учет всей информации - от геофизических исследований, проводимых при бурении скважин, включая результаты всех промысловых и гидродинамических исследований скважин и пластов, а также построение соответствующих геологических и математических моделей фильтрации жидкости в неоднородных по **коллекторской** характеристике средах.

Выбор способа воздействия на ПЗП определяется исходя из причин ухудшения коллекторской характеристики призабойной зоны (загрязнение **асфальто-смоло-парафинистыми** отложениями, механическими примесями, наличие вязких **водонефтяных** эмульсий и т.д.). Объемы используемых химреагентов устанавливаются в зависимости от перфорированной толщины пластов и радиуса загрязненной зоны, определяемой по результатам гидродинамических исследований скважин.

Таким образом, в настоящее время является **актуальной** задача определения критериев для выработки и принятия решения на проведение ОПЗ с учетом всей имеющейся информации, а также, задача создания новых эффективных технологий ОПЗ.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

На основе всестороннего исследования причин снижения продуктивности добывающей скважины разработать новые методы для выработки и принятия решения на проведение обработки ПЗП и создать новую технологию комплексного воздействия на **призабойную** зону с целью восстановления и повышения эффективности работы скважины.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

1. Изучение и анализ причин снижения продуктивности скважин.
2. Анализ современных технологий ОПЗ (как элемента МУН), применяемых в ОАО "Татнефть", и определение новых направлений по их совершенствованию.
3. Решение гидродинамических задач фильтрации жидкости в пространственно-неоднородном коллекторе с целью определения роли неоднородности параметров пласта в формировании продуктивности скважины.
4. Разработка и промышленное испытание новой комплексной технологии ОПЗ.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Решение поставленных проблем основано на тщательном анализе промысловой информации с последующей ее обработкой с применением современных методов обработки данных, использовании методов математического моделирования процессов фильтрации жидкостей в пространственно - неоднородных коллекторах и проведении промышленных экспериментов по внедрению новых технологий.

НАУЧНАЯ НОВИЗНА ВЫПОЛНЯЕМОЙ РАБОТЫ

1. На основе проделанного детального анализа эффективности применяемых ОАО "Татнефть" технологий МУН и ОПЗ (как элемента МУН) показано, что для добывающих скважин центральных площадей Ромашкинского месторождения наиболее эффективны **комплексные** технологии. Получены корреляционные зависимости величины эффекта от ряда показателей разработки, позволяющие при известных затратах на реагенты и внедрение технологии спрогнозировать предельные значения показателей эксплуатации

скважин (**дебиты** по нефти, текущие толщины, ТИЗ и обводненность) при обосновании технологий.

2. На основе **решения** ряда гидродинамических задач определен вклад неоднородности параметров пласта в формировании технологических показателей работы скважины. В зонально и послойно неоднородных пластах технологические показатели эксплуатации скважины (дебит, забойное давление, время установления стационарного режима) имеют статистическую (неоднозначную) зависимость от средней проницаемости, неоднородности и степени вскрытия пласта. Это означает, что при снижении продуктивности скважины возникает неопределенность в определении основных причин, поэтому необходимо применять **комплексные** технологии ОПЗ, направленные на изменение в нужном направлении одновременно нескольких параметров ПЗП.
3. Проведенные исследования позволили сформировать требования к выбору скважин для проведения ОПЗ и предложить новую комплексную технологию обработки **призабойной** зоны пласта.

ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Для центральных площадей **Ромашкинского** месторождения наиболее эффективными являются комплексные технологии обработки призабойной зоны пласта.
2. **Показано**, что в пространственно неоднородных пластах основные технологические показатели работы скважины (дебит, забойное давление, время установления стационарного режима) имеют неоднозначную (статистическую) зависимость от параметров пласта. При этом выделены устойчивые тенденции. Так, например, дебит скважины имеет тенденции к возрастанию при увеличении средней проницаемости пласта и к уменьшению при увеличении показателя неоднородности. Это приводит к неопределенности в определении основных причин изменения продуктивности пласта, что подтверждает необходимость **использования комплексных** технологий ОПЗ.
3. Разработан подход к выбору скважин для проведения ОПЗ, включающий в себя анализ промысловой информации, результатов проведения ГДИС, карт давлений, технологических режимов скважин, а также результатов математического моделирования разработки залежи (**для** определения текущих извлекаемых запасов нефти). На основании проведенного анализа все скважины добывающего фонда разбиваются на ряд групп (группирование по текущим и накопленным признакам), для каждой из которых назначается свой вариант проведения ОПЗ.
4. Предложена новая **комплексная** технология ОПЗ пласта «ПК (перфорация куммулятивная) + углеводородный растворитель + химреагенты», технологическая и

экономическая эффективность которой доказана при проведении промышленного эксперимента.

ДОСТОВЕРНОСТЬ полученных в диссертационной работе результатов подтверждается непротиворечивостью с выводами ранее проделанных работ по теме. Для решения поставленных задач использовалась промысловая информация. Приведенные в работе выводы развивают сложившиеся представления, а результаты проведенных промышленных экспериментов подтверждают идеи, выдвинутые в работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЦЕННОСТЬ И РЕАЛИЗАЦИЯ РАБОТЫ

Результаты диссертационной работы могут быть использованы при проектировании технологий ОПЗ (МУН), а также для оценки уровня их рентабельности. Кроме того, в работе сформулированы принципы выбора скважин для проведения ОПЗ, и предложена новая комплексная технология ОПЗ с целью интенсификации добычи нефти и снижения отбора попутно добываемой воды на базе «ПК + растворитель + композиция химреагентов» и их модификации.

Выполненные разработки внедрены на объектах НГДУ «Иркеннефть», НГДУ «Джалильнефть». Предложенная технология ОПЗ (подана заявка на изобретение, пройдена формальная экспертиза) опробована на 12 скважинах Восточно-Сулеевской площади, что позволило в среднем за 6 месяцев 2002 г. дополнительно добыть 4,880 тыс.т нефти с экономическим эффектом 4494,0 тыс. руб. По предложенной технологии разработана инструкция на производство работ при их внедрении.

АПРОБАЦИЯ РАБОТЫ

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на секции Научно-технического совета НПО «Нефтегазтехнология» (1999–2002 гг.), на техсоветах АО «Татнефть» (2001–2002 гг.), на научно-практической конференции «Техника и технология добычи нефти на современном этапе» (г. Альметьевск, 2002 г.).

ПУБЛИКАЦИИ

По теме диссертации опубликовано 8 научных работ, получен 1 патент РФ. В работе представлены результаты исследований, выполненных лично автором, а также в соавторстве с сотрудниками НПО «Нефтегазтехнология» в 2000–2002 гг. В работах, написанных в соавторстве, соискателю принадлежат постановка задач, методы исследования и разработка основ для выбора участков для апробации новых методик и авторский надзор за проведением ОПР на месторождении.

СТРУКТУРА И ОБЪЕМ РАБОТЫ

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения, содержит 161 страницу машинописного текста, 60 рисунков, 16 таблиц, 86 библиографических ссылок.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении определены основные **задачи** исследования, цель научной работы, научная **новизна**, основные **защищаемые** положения и практическая ценность.

В первом разделе приведен обзор научных исследований, связанных с вопросами изменения свойств пластовых систем в процессе разработки. Рассмотрены теория и практика получения информации о параметрах коллекторов на основе гидродинамических исследований скважин. Затронуты проблемы воздействия на пласт с целью восстановления его производительности. Показано, что этим вопросам посвящены многочисленные работы отечественных исследователей. Наиболее крупные исследования в этом направлении проводились в разные годы в РГУ НГ им. И.М.Губкина (И.М.Муравьев, И.Т.Мищенко, Г.З.Ибрагимов, Н.И.Хисамутдинов, Р.Р.Ибатуллин), ВНИИнефть (М.Л.Сургучев, Ю.В.Желтов, Г.Г.Вахитов, Г.Е.Малофеев, Э.М.Симкин, О.Л.Кузнецов, В.С.Орлов), БашНИПИнефть (М.Д.Валеев, В.Е.Лозин, Э.М.Тимапеев, Э.М.Юлбарисов, Р.Х.Алмаев, А.Ш.Сыртланов), ТатНИПИнефть (И.Ф.Глумов, Р.Н.Дияшев, Р.А.Максотов, Р.Х.Муслимов, М.Х.Мусабилов), УГНТУ (Ю.В.Антипин, М.А.Токарев, Ю.В.Зейгман), СибНИИНП (Ю.Е.Батурин, Р.Я.Кучумов, К.М.Федоров), НИИнефтеотдача (В.Е.Андреев, Н.Ш.Хайрединев, Ю.А.Котенев) и ряде других научно-исследовательских организаций.

Проделанный в разделе анализ научно-технической литературы по теме диссертационной работы показал насущность и актуальность продолжения исследований причин, вызывающих изменение свойств пластовых систем, и влияния этих изменений на технологические показатели работы скважин. В качестве методов наблюдения за происходящими изменениями в коллекторе широко используются методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Поэтому необходимо дальнейшее развитие методов обработки данных ГДИС на основе математического моделирования процессов фильтрации пластовых флюидов в неоднородном коллекторе. На основе ясного представления о процессах, происходящих в пластовых системах, необходимы развитие существующих и создание новых технологий воздействия на пласт с целью борьбы с негативными для разработки явлениями (такими как, например, снижение проницаемости, увеличение неоднородности пласта, неравномерность выработки запасов нефти и т.д.).

Во втором разделе приведены результаты анализа **эффективности** применяемых в ОАО «Татнефть» методов воздействия на пласт на примере центральных площадей Ромашкинского месторождения. Исследование влияния геолого-физических параметров и состояния выработки запасов пластов участков на эффективность технологий проводилось по фактическим данным и расчетам, выполненным по каждой добывающей скважине в зоне закачки реагента. Прирост добычи нефти по добывающим скважинам определялся по

общепринятой методике (Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. М.:Недра. 1993), а текущие параметры состояния разработки (текущие толщины, остаточные извлекаемые запасы) с использованием ГИС и данных эксплуатации скважин. Полученные данные группировались методом кластерного анализа и для каждой группы рассчитывались средние **показатели**, по которым затем строились корреляционные **кривые**. Корреляционные зависимости эффекта МУН от начального дебита нефти и обводненности продукции добывающих скважин (**перед** внедрением технологии), отбора извлекаемых запасов нефти и величины текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) приведены на рисунке 1. Данные зависимости при известных затратах на реагенты и внедрение технологии дают возможность оценить предельные значения параметров (**дебиты** нефти, текущие толщины, ТИЗ и обводненность) при проектировании технологий. Кроме того, с помощью этих зависимостей можно оценить рентабельность той или иной технологии.

Анализ существующих технологий ОПЗ позволил сделать следующие выводы.

1. Из технологий ОПЗ добывающих скважин центральных площадей **Ромашкинского** месторождения наиболее эффективны комплексные технологии: газоимпульсное воздействие, комплексное химическое воздействие, **депресссионная** перфорация и **термобаронимпозсионное** воздействие, а также технологии ОПЗ по разглинизации пластов, промывка дистиллятом. Эти технологии рекомендуются для дальнейшего применения.
2. Необходимо стремиться к тому, чтобы применяемые в дальнейшем технологии и используемые для их реализации химреагенты не давали отрицательных побочных эффектов для **коллектора** и пластовых флюидов.
3. Необходимо развитие существующих и создание новых технологий комплексного воздействия на пласт.

Третий раздел работы **посвящен** решению гидродинамических задач фильтрации жидкости в пространственно неоднородных коллекторах, параметры которых зависят как от времени, так и от давления.

На основе данных гидродинамических исследований скважин исследованы динамика изменения интенсивности фильтрационных потоков в пластах, и выделены типичные зависимости дебитов скважин от времени эксплуатации (рисунок 2).

В результате ставится задача определения того, какие параметры пласта и **какие** процессы ответственны за снижение производительности скважин.

Исследования проводились по следующим направлениям: влияние на процессы фильтрации в многопластовом объекте изменения пластового давления, влияние

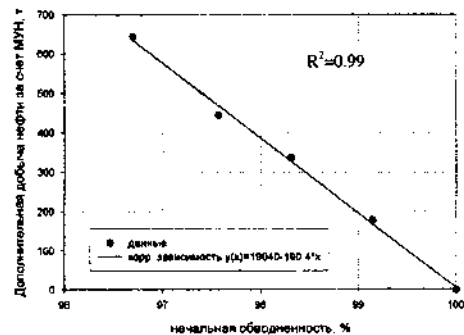
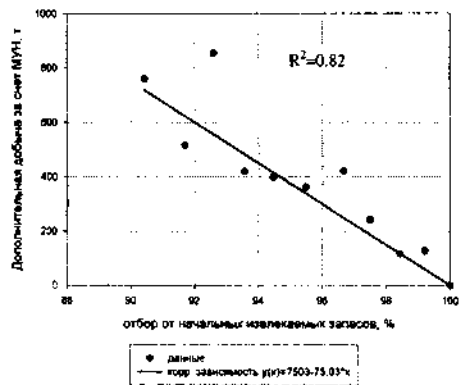
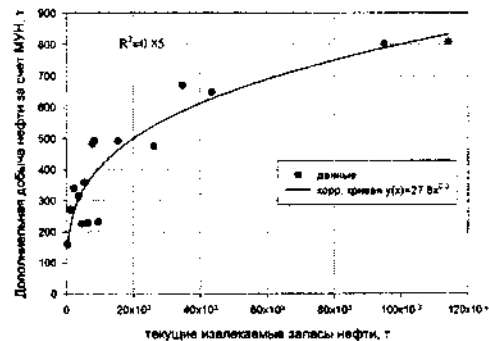
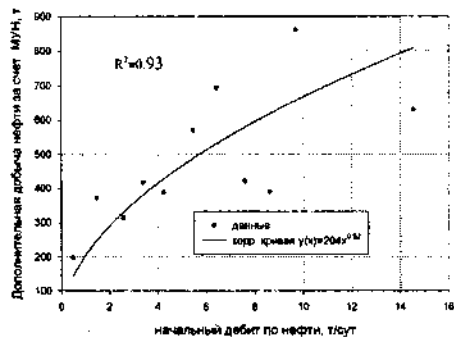


Рисунок 1. Корреляционные зависимости эффекта МУН и ОПЗ, как элемента МУН, от начального дебита нефти и обводненности продукции добывающих скважин (перед внедрением технологии), отбора извлекаемых запасов нефти и величины **текущих** извлекаемых запасов.

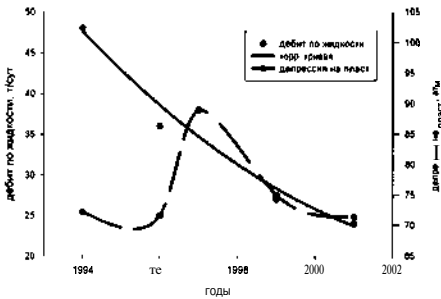


Рисунок 2. Типичные зависимости дебита добывающей скважины от времени эксплуатации.

параметров однородного и пространственно неоднородного коллектора (показателей проницаемости и размерной анизотропии, степени вскрытия, проницаемости, неоднородности и др.) на дебит скважины, изменение фильтрационных потоков. При изменении параметров с течением времени. Рассмотрены задачи фильтрации однородной жидкости в двухпластовой системе,

состоящей из пластов с разной проницаемостью, при различных условиях изменения пластового давления и различных видах межпластового взаимодействия (гидродинамически связанные пласты, изолированные друг от друга пласты).

Рассмотрим ситуацию, когда пласты равной толщины разделены непроницаемой перемычкой, т.е. между ними отсутствует гидродинамическая связь. Кроме того, предположим, что кровля верхнего и подошва нижнего из пластов непроницаемы, а проницаемости пластов отличаются в два раза, т.е. $K_1=2K_2$ ($\chi_1=2\chi_2$). Уравнения фильтрации имеют вид:

$$\left(\frac{1}{r^*} \frac{\partial \dot{p}_1}{\partial r^*} + \frac{\partial^2 \dot{p}_1}{\partial r^{*2}} \right) = \frac{\partial \dot{p}_1}{\partial t^*} \quad (\text{пласт 1}) \quad (1)$$

$$\left(\frac{1}{r^*} \frac{\partial \dot{p}_2}{\partial r^*} + \frac{\partial^2 \dot{p}_2}{\partial r^{*2}} \right) = \frac{\chi_1}{\chi_2} \frac{\partial \dot{p}_2}{\partial t^*} \quad (\text{пласт 2}) \quad (2)$$

с начальными и краевыми условиями

$$\dot{p}_1 = \dot{p}_2 = 1, \text{ при } t^* = 0 \quad (3)$$

$$\dot{p}_{1c} = \dot{p}_{2c} = 0.5, \text{ при } r^* = r_c \quad (4)$$

$$\text{и } \frac{\partial \dot{p}_1}{\partial r^*} = V_{1r}, \quad \frac{\partial \dot{p}_2}{\partial r^*} = V_{2r} \text{ при } r^* = 1, \quad (5)$$

где r^* , t^* , p^* - безразмерные расстояние, время и давление, соответственно, χ_i ,

K_i - коэффициенты проницаемости и проницаемости пластов.

Так как, проницаемость второго пласта меньше, то естественно предположить, что процессы фильтрации во втором пласте менее интенсивны, чем в первом. Рассмотрим случай, когда давление в пластах понижается из-за превышения отбора жидкости из пласта над притоком. Предположим, что скважина "мгновенно" включается в работу с постоянным забойным давлением.

Решение поставленной задачи осуществлялось методом «прямых». На рисунке 3 представлены зависимости дебитов, высокопроницаемого и низкопроницаемого пластов, от времени. Видно, что в высокопроницаемом пласте дебит резко уменьшается, тогда как в низкопроницаемом пласте изменяется медленно, причем степень изменения дебита в высокопроницаемом пласте в несколько раз выше, чем в низкопроницаемом (в 1.4 раз для низкопроницаемого пласта и приблизительно в 5 раз - для высокопроницаемого). При этом из-за более низкой (по сравнению с пластом 1) проницаемости давление в пласте 2 изменяется медленно, поэтому между пластами 1 и 2 возникает перепад давлений, который при достаточно высоких значениях может привести к прорыву жидкости из низкопроницаемого пласта в высокопроницаемый. Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы. Снижение пластового давления, вызванное превышением отборов жидкости над закачкой воды в пласт, приводит к уменьшению радиуса контура питания скважины и снижению дебита скважины. В случае вскрытия скважиной двух и более пластов, в зависимости от проницаемости пластов и характера их гидродинамического взаимодействия, снижение дебита скважины имеет различный характер. При гидродинамической изоляции пластов дебит высокопроницаемого пласта со временем уменьшается резко и в большей степени, чем дебит низкопроницаемого пласта. При наличии гидродинамической связи между пластами различия в зависимостях дебитов снижается (снижение дебита в 1.9 раз для низкопроницаемого пласта и в 2.6 раз - для высокопроницаемого).

Исследование процессов фильтрации в послойно неоднородном пласте показало важную роль параметров неоднородности, анизотропности и степени вскрытия пласта в определении технологических показателей работы скважины. Результаты получены на основе решений уравнения, описывающего фильтрацию однородной жидкости в пласте с параметрами, зависящими от пространственных координат (r , z):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(f r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \xi \frac{\partial}{\partial z} \left(g \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6)$$

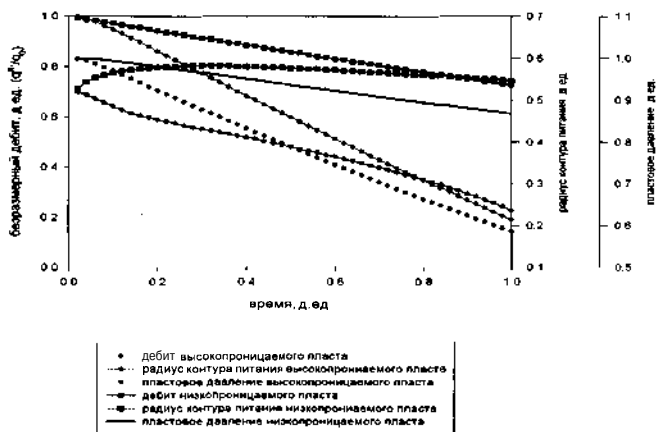


Рисунок 3. Зависимость относительного изменения дебита скважины, радиуса контура питания и пластового давления при вскрытии скважиной высокопроницаемого и низкопроницаемого гидродинамически не связанных пластов.

где $\xi = \frac{K_0}{K_{0r}} \frac{R^2}{H^2}$ - характеристический безразмерный параметр задачи, R - радиус контура

питания скважины, H - характерный размер задачи вдоль координаты z (например, толщина пласта), K_0 , K_{0r} - радиальная и поперечная проницаемости, f и g функции, описывающие пространственно-временные зависимости радиальной и поперечной проницаемостей. Необходимо отметить, что все величины в уравнении (3) являются безразмерными. Краевые условия отражают непроницаемость для потока подошвы и кровли пласта, неперфорированного участка колонны скважины и постоянство пластового давления на контуре питания скважины.

Как показали расчеты, тип потока жидкости зависит от величины характеристического параметра для несовершенного по степени вскрытия пласта. Если для значения $\xi > 1$ поток носит в основном радиальный характер с незначительным отклонением вблизи стенок скважины, то для $\xi < 1$ поле градиентов давления ориентировано преимущественно вдоль вертикали. При этом характерным является формирование застойных зон, где величина градиента давления равна практически 0 (рисунок 4). Для совершенной по степени вскрытия пласта скважины поток носит строго радиальный характер. На рисунке 5 приведена зависимость безразмерного дебита скважины от характеристического параметра и степени вскрытия пласта. Хорошо видно,

что эта **зависимость** более существенна для малых значений степени вскрытия пласта и снижается по мере увеличения $\varepsilon = \frac{h_{\text{перф}}}{h_{\text{пласт}}}$, где $h_{\text{перф}}$ - перфорированная мощность пласта, $h_{\text{пласт}}$ - общая мощность пласта.

На рисунке 6 представлена зависимость безразмерного дебита скважины от степени вскрытия пласта и показателя послойной неоднородности. Результаты расчета показали, что увеличение послойной неоднородности значительно **уменьшает** величину дебита скважины. Так, для **совершенной** по степени вскрытия скважины увеличение показателя послойной неоднородности от 0 до 0.5 почти в 2 раза снижает дебит скважины.

Для послойно-неоднородных пластов со случайным чередованием пропластков различной проницаемости зависимость дебита скважины от параметров пласта (средней проницаемости, послойной неоднородности, степени вскрытия пласта) носит неоднозначный (статистический) характер. При этом можно выделить тенденции в зависимости дебита скважины от средней проницаемости пласта и от послойной неоднородности: дебит скважины имеет тенденции к возрастанию при увеличении средней проницаемости пласта и к **уменьшению** при увеличении послойной неоднородности.

В случае преимущественного снижения проницаемости высокопроницаемого слоя наблюдается резкое снижение дебита скважины, в то время как при преимущественном снижении с течением времени проницаемости низкопроницаемых слоев дебит скважины изменяется плавно.

Исследование процессов фильтрации в зонально-неоднородном пласте, модель которого представляла собой случайно распределенные параметры толщины, проницаемости и **пористости**, приписанные к пространственно неизменным блокам, показали, что зависимости показателей работы скважины носят неоднозначный статистический характер и в основном определяются характером распределения в пространстве высокопроницаемых и низкопроницаемых блоков. Возрастание средней проницаемости пласта приводит к увеличению стационарного забойного давления и **уменьшению** времени установления стационарного режима скважины. Возрастание зональной неоднородности пласта приводит к **уменьшению** стационарного забойного давления и увеличению времени установления стационарного режима работы скважины (рисунок 7).

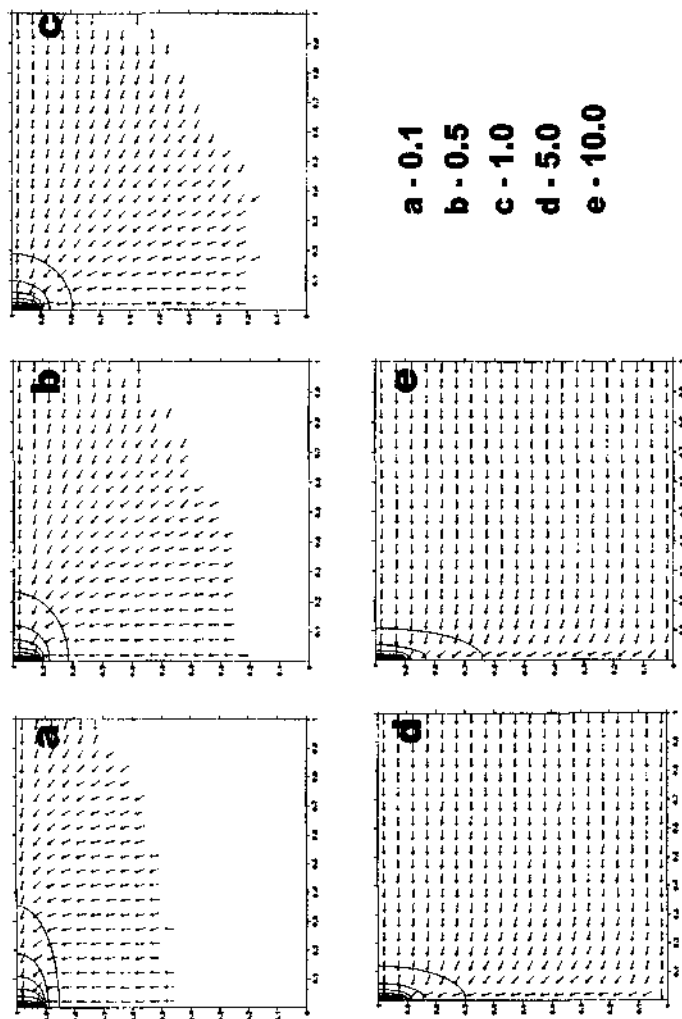


Рисунок 4. Поле давления и направления фильтрационных потоков, соответствующих стационарному режиму работы скважины, для различных значений характеристического параметра $\xi = \frac{K_{0z}}{K_{tr}} \frac{R^2}{H^2}$. Степень вскрытия пласта $\epsilon=0.1$.

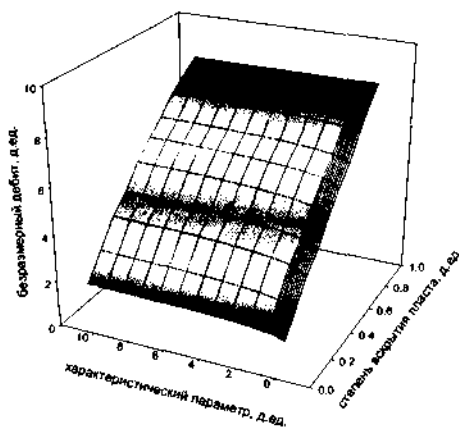


Рисунок 5. Зависимость безразмерного дебита скважины, соответствующего стационарному режиму работы, от характеристического параметра и степени вскрытия пласта

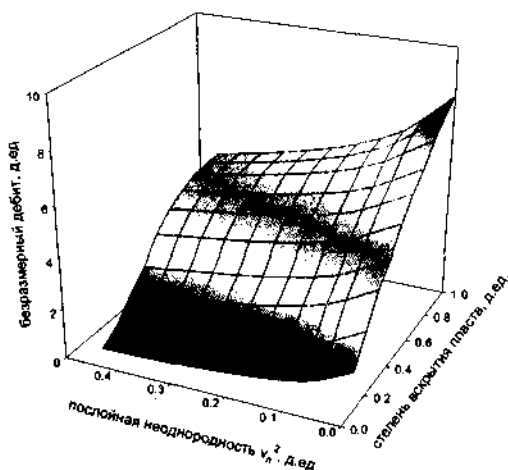


Рисунок 6. Зависимость безразмерного дебита скважины от степени вскрытия пласта и показателя послойной неоднородности. Рисунок получен при значении характеристического параметра $\xi=10$

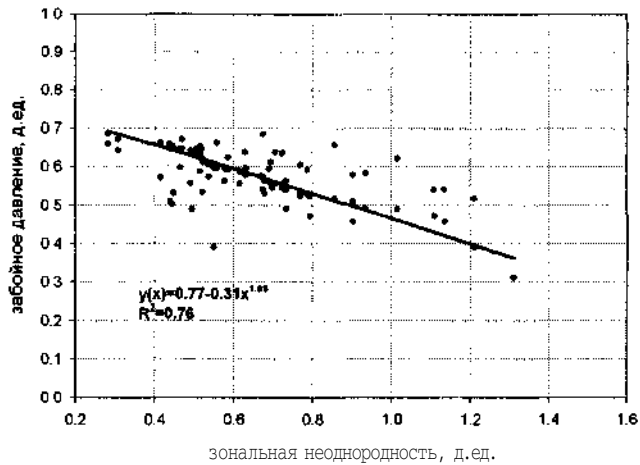
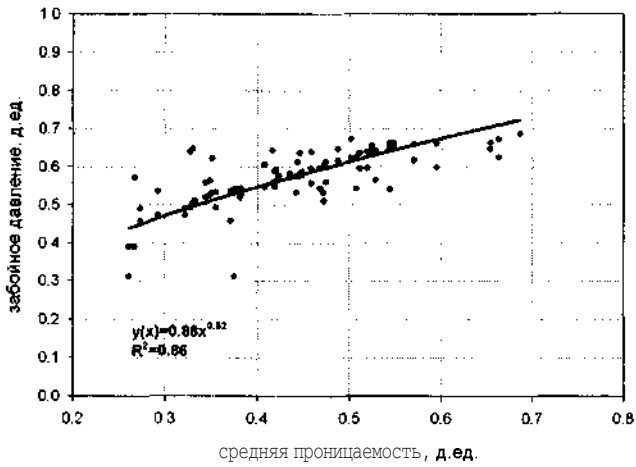


Рисунок 7. Зависимости безразмерного забойного давления (в долях от начального пластового), соответствующего стационарному режиму работы скважины, от средней безразмерной проницаемости и зональной неоднородности пласта.

Четвертый раздел посвящен разработке подходов к выбору скважин для проведения ОПЗ, и комплексных технологий обработки **призабойных** зон скважин и их **испытанию** в промысловых условиях. Для оценки целесообразности проведения обработок призабойных зон (ОПЗ) скважин с целью их очистки от АСПО, **мехпримесей** и **водонефтяных** эмульсий и на основе выполненных в предыдущих разделах данной работы исследований создаются модели динамики засорения призабойной зоны пласта и технологий их очистки с учетом следующих факторов: 1) геолого-физических; 2) промысловых; 3) гидродинамических.

На рисунке 8 представлено распределение скважин действующего добывающего фонда Восточно-Сулеевской площади по текущим значениям пластового и забойного давлений.

Выделены шесть зон с различным сочетанием пластовых и забойных давлений скважин относительно давления насыщения нефти газом:

- первая зона: скважины не рекомендуются для проведения ОПЗ пластов, поскольку повышение производительности скважин приведет к дальнейшему ускоренному **падению** пластового давления, **разгазированию** нефти, снижению конечной нефтеотдачи (необходимо проведение ГТМ по **повышению** пластового давления);
- вторая зона: скважины могут быть рекомендованы для проведения ОПЗ пластов только в том случае, когда повышение дебитов по ним не приведет к падению пластового давления, в противном случае перед проведением ОПЗ пласта необходимы ГТМ по поддержанию пластового давления;
- третья зона: скважины этой зоны обеспечены системой поддержания пластового давления и рекомендуются для проведения ВИР и ОПЗ пластов;
- четвертая, пятая и шестая зоны: скважины в этих зонах имеют забойные давления выше давления насыщения нефти газом (имеется резерв по снижению забойного давления) и рекомендуются для проведения ВИР и ОПЗ пластов.

Успешность работ по ОПЗ пластов определяется не только величинами пластовых и забойных давлений скважин. Эффективность **водоизоляционных** работ, обработок призабойных зон скважин и методов увеличения нефтеотдачи пластов зависит от целого ряда параметров, характеризующих состояние разработки и выработки запасов нефти в зоне дренажа скважин, **участка**, объекта и залежи в целом, и прежде всего: 1) от величины текущих (остаточных) извлекаемых запасов нефти; 2) от текущего дебита по нефти; 3) от текущей обводненности **добываемой** продукции.

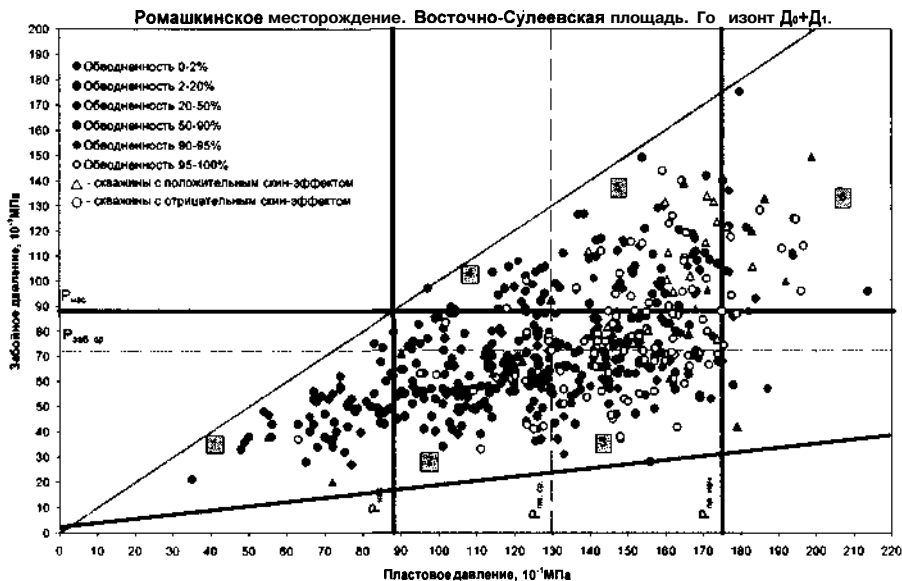


Рисунок 8. Распределение скважин действующего добывающего фонда Восточно-Сулеевской площади по текущим значениям пластового и забойного давлений.

На рисунке 9 представлено распределение скважин действующего добывающего фонда Восточно-Сулеевской площади по значениям дебита по нефти и текущим **извлекаемым** запасам с выделением групп по обводненности добываемой продукции. Выделены пять зон с наиболее характерным расположением точек, иллюстрирующих зависимость дебитов скважин по нефти от величины текущих извлекаемых запасов нефти:

- в первую зону попадают скважины, у которых **дебиты** по нефти ниже средних по площади, а текущие **извлекаемые** запасы нефти **выше**, чем в среднем по площади (на 1 скв.); по данным скважинам необходимо проведение ГТМ по стимулированию добычи нефти;
- вторая зона: скважины с текущими **извлекаемыми** запасами нефти и дебитами по нефти **выше**, чем в среднем по площади на данный момент времени; по данным скважинам могут проводиться ГТМ по стимуляции добычи нефти;
- третья зона: как и во второй зоне, скважины имеют текущие **извлекаемые** запасы нефти и дебита по нефти **выше**, чем в среднем по площади; в проведении ГТМ по стимуляции добычи нефти нет необходимости;

- четвертая зона: скважины имеют дебиты по нефти выше, чем в среднем по площади, а текущие извлекаемые запасы нефти - ниже, чем в среднем по площади; как и в третьей зоне, нет необходимости в проведении ГТМ по стимуляции добычи нефти;
- пятая зона: скважины имеют средние дебиты по нефти и текущие извлекаемые запасы нефти ниже, чем в среднем по площади; в скважинах желательно проведение ГТМ по стимуляции добычи нефти при условии получения положительного экономического эффекта.

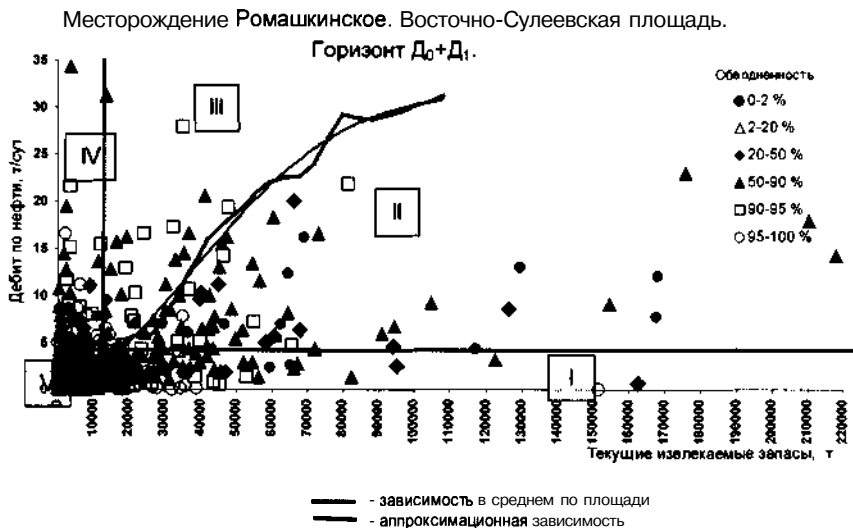


Рисунок 9. Распределение скважин действующего добывающего фонда Восточно-Сулеевской площади по значениям дебита по нефти и текущим извлекаемым запасам с выделением групп по обводненности добываемой продукции.

К ГТМ по стимуляции добычи нефти относятся не только обработки призабойных зон скважин, но и также мероприятия по оптимизации забойных и пластовых давлений. Поэтому выбор скважин для проведения ГТМ по стимуляции добычи нефти должен осуществляться при совместном рассмотрении зависимостей, приведенных на рисунках 8 и 9 с учетом результатов теоретических исследований.

Разработанные в работе комплексные технологии удаления АСПО, мехпримесей и других загрязняющих веществ из призабойных зон пласта включают в себя

дополнительную кумулятивную перфорацию (ПК) и последующую обработку коллекторов растворами углеводородных растворителей и других химреагентов. В зависимости от применяемых химреагентов различаются следующие разновидности технологии:

1. ПК - (углеводородный растворитель + ПАВ).
2. ПК - (углеводородный растворитель с деэмульгатором + ПАВ).
3. ПК - (углеводородный растворитель + ПАВ) - (HCL (соляная кислота)).
4. ПК - (углеводородный растворитель) - (HCL) - (глинокислота) - (углеводородный растворитель + ПАВ).
5. ПК - (HCL) - (водопоглотитель с понизителями набухания глин) - (углеводородный растворитель с гидрофобизатором (деэмульгатором) + ПАВ);
6. ПК - (углеводородный растворитель с гидрофобизатором и деэмульгатором + ПАВ).
7. ПК - (углеводородный растворитель с гидрофобизатором и деэмульгатором) - (HCl) - (глинокислота) - (углеводородный растворитель с гидрофобизатором и деэмульгатором + ПАВ).

(в скобках последовательно указаны соответствующие оторочки химреагентов)

Выбор конкретного варианта технологии комплексной обработки ПЗП определяется конкретными причинами снижения продуктивности скважин.

Комплексные технологии обработки **призабойных** зон скважин с предварительным проведением кумулятивной перфорации пластов позволяют в большей степени, чем без нее, восстановить фильтрацию жидкости по всей ранее перфорированной толщине пласта, повысить дебиты скважин по нефти, снизить обводненность добываемой продукции, уменьшить неоднородность по скоростям фильтрации жидкости (особенно в призабойной зоне скважин) и повысить, тем самым, текущую и конечную нефтеотдачу пластов. В зависимости от характеристики многопластового **объекта**, которая определяется расчетами и результатами комплексных исследований, технология может быть применена для интенсификации притока из низкопроницаемого и высокопроницаемого пластов одновременно, или поочередно, или только в одном из пластов.

Для проведения опытно-промышленных работ (ОПР) по испытанию комплексных обработок призабойных зон пластов (по первой разновидности технологии) были выбраны 12 скважин, расположенных в зонах с разной геолого-физической

характеристикой коллекторов и находящихся на разных стадиях выработки запасов нефти и текущего состояния разработки пластов.

В таблице 1 приведены объемы закачки углеводородного растворителя с ПАВ (МЛ-80) в 12 скважин по технологии «ПК + углеводородный растворитель с химреагентом», а также стоимость проведенных работ по ОПЗ пластов и стоимость использованных химреагентов.

В среднем по 12 обработанным по новой технологии скважинам коэффициент продуктивности увеличился в 1,43 раза, **гидропроводность** призабойной зоны - в 1,52 раза, а гидропроводность удаленной зоны пласта - в 2,73 раза.

Показатели эксплуатации **скважин** до и после проведения обработок **призабойных** зон пластов за одинаковые периоды времени, равные отработанным суткам после обработки ПЗ и до 01.10.2002 г., приведены в таблице 2. В среднем по всем 12 скважинам дебит по нефти увеличился с 2,91 до 4,58 **т/сут**, дебит по жидкости - с 9,42 до 18,43 **т/сут**, а обводненность добываемой продукции возросла с 69,2 до 75,13 % (что связано с продолжающимся процессом обводнения скважин).

Прирост добычи нефти в среднем за шесть месяцев эксплуатации после ОПЗ пластов на 1 скважину составил 406,7 т при этом дополнительная добыча **нефти** в сумме по 12 скважинам составляет 4,88 тыс. т экономический эффект (NPV) равен **4494,0** тыс. руб. При прогнозной продолжительности эффекта за **15** месяцев дополнительная добыча нефти достигает 1028 т на одну скважину при удельном экономическом эффекте (NPV) **1090,3 тыс.руб/скв.** В сумме по 12 скважинам дополнительная добыча нефти составит **12,33 тыс.т** при NPV, равном 13083,7 тыс. рублей.

Основные выводы и рекомендации

Изложенные в диссертационной работе результаты исследований позволяют сделать следующие выводы.

1. Анализ эффективности методов воздействия на пласт, применяемых в ОАО "Татнефть", показал, что наиболее эффективными являются методы, направленные на одновременное изменение комплекса свойств пластовых систем. Наиболее перспективными для повышения продуктивности скважин являются комплексные технологии обработки призабойных зон пласта на основе физических, химических и

Таблица 1 - Данные по закачке реагентов по технологии «ПК+ углеводородный растворитель + хим.реагенты»

Номер скважины	Дата закачки	Реагент	Объем, м³	Продолжит., час	Стоимость проведения работ по ОПЗ, тыс.руб.	Стоимость химреагентов, тыс.руб.	Перфорированная толщина пластов, м	Объем закачки реагента на 1 м перф. толщины пласта, м³/м	Радиус обработанной призабойной зоны пласта, м
1371	12.04.02	МЛ-80 (1%)	7	79	86.445	1.510	9,6	0,73	1,2
1394	06.02.02	МЛ-80 (1%)	7	104	95.535	6.944	6,0	1,17	4,7
		МЛ-80 (0.1%)	27					4,50	
		МЛ-80 (0.5%)	45					7,50	
1526	11.06.02	МЛ-80 (1%)	7	65	80.529	1.510	6,8	1,03	1,5
1542	07.03.02	МЛ-80 (1%)	7	88	110.131	1.725	12,0	0,67	1,3
7331	05.03.02	МЛ-80 (1%)	6	83	83.580	1.294	1,8	3,33	2,4
7390	05.06.02	МЛ-80 (1%)	7	96	116.388	1.510	3,6	1,94	1,8
11565	08.02.02	МЛ-80 (1%)	7	96	98.356	4.227	5,4	1,30	3,0
		МЛ-80 (0.6%)	21					3,89	
11671	03.02.02	МЛ-80 (1%)	7	96	82.723	3.990	13	5,83	6,5
		МЛ-80 (0.5%)	23					19,17	
19303	07.06.02	МЛ-80 (1%)	5	74	69.595	1.078	4,0	1,25	1,5
27771	05.02.02	МЛ-80 (1%)	5	88	68.099	1.078	7,2	0,69	1,1
30063	17.05.02	МЛ-80 (1%)	8	167	131.907	0.517	4,0	2,00	1,8
30100	11.01.02	МЛ-80 (0.5%)	6	120	82.191	0.647	2,4	2,50	2,0

Таблица 2 - Показатели эксплуатации скважин до и после проведения обработок призабойных зон пластов

№№ Сква.	До проведения ОПЗ			Период эксплуатации, лет	После проведения ОПЗ					Прирост добычи за период, т	
	Дебит, т/сут		Обводненность, %		Дебит, т/сут		Обводненность, %	Накопленная добыча за период, т		нефти	жидкости
	нефти	жидкости			нефти	жидкости		нефти	жидкости		
1371	0.56	5.16	89.15	202	2.24	12.56	82.19	452	2 538	268	1606
1394	1.76	5.29	66.73	193	2.05	7.32	72.03	395	1 412	46	174
1526	0.76	2.00	62.00	147	1.42	4.09	65.28	208	599	77	235
1542	4.14	15.25	72.85	219	5.70	18.37	68.95	1 246	4013	272	935
7331	3.67	26.69	86.25	228	6.21	52.36	88.15	1 415	11 940	463	4 160
7390	1.11	10.25	89.17	149	3.91	44.31	91.18	584	6 622	331	3 997
11565	1.19	6.52	81.75	265	2.25	13.68	83.54	597	3 626	228	1 477
11671	5.33	16.61	67.51	234	5.14	17.95	71.39	1200	4 194	68	253
19303	0.87	2.04	57.35	136	1.75	2.69	34.97	238	366	96	158
27771	0.70	4.30	83.72	261	4.19	18.30	77.10	1094	4 778	757	3 524
30063	1.80	5.97	69.85	143	3.20	11.48	72.16	456	1 638	172	659
30100	12.97	12.97	0.00	281	16.96	18.04	6.00	4 760	5064	2 102	2 383
Итого:	34.86	113.05	69.16		55.91	221.14	75.13	12 645	46 798	4 880	19 560
в т. ч. на одну скважину	2.91	9.42	69.16		4.58	18.43	75.13	1 053.75	3899.17	406.65	1 630.03

тепловых **методов**, технологическая эффективность которых обусловлена комплексным физико-химически-тепловым воздействием на загрязненную **призабойную** зону.

2. На основе решения ряда гидродинамических задач о фильтрации жидкости в пространственно неоднородных пластах установлена роль неоднородности параметров пласта в формировании технологических показателей работы скважины. В зонально и послойно неоднородных пластах технологические показатели скважины (дебит, забойное давление) имеют статистическую (неоднозначную) зависимость от средней проницаемости, неоднородности и степени вскрытия пласта. Это означает, что при выявлении причин снижения продуктивности скважины возникает неопределенность в определении основных причин, поэтому необходимо применять **комплексные** технологии **ОПЗ**, направленные на изменение в нужном направлении сразу же нескольких параметров ПЗП.
3. Установлено, что в случае вскрытия скважиной двух и более пластов в зависимости от проницаемости пластов и характера их гидродинамического взаимодействия, снижение дебита скважины, вызванное снижением пластового давления, имеет различный характер. При гидродинамической изоляции пластов дебит высокопроницаемого пласта со временем уменьшается резко и в большей степени, чем дебит низкопроницаемого пласта. При наличии гидродинамической связи между пластами различия в зависимостях **дебитов** уменьшаются.
4. Разработан метод к выбору скважин для проведения ОПЗ, включающий в себя анализ ГИС, промысловой информации, результатов проведения ГДИС, карт полей давления, технологических режимов скважин, данных о начальных и текущих извлекаемых запасах нефти. На основании проведенного анализа все скважины добывающего фонда разбиваются на ряд групп (группирование по текущим и накопленным признакам), для каждой из которых назначается свой вариант проведения ОПЗ.
5. Разработана новая **комплексная** технология ОПЗ пласта «ПК + углеводородный растворитель в смеси с хмреагентами». Опытно-промышленная реализация данной технологии на 12 скважинах **Восточно-Сулеевской** площади позволила получить дополнительную добычу нефти за шесть месяцев в среднем на одну скважину 406,7 т. При прогнозной продолжительности эффекта за **15** месяцев дополнительная добыча нефти достигает 1028 т на одну скважину при удельном экономическом эффекте (NPV) 1090,3 **тыс.руб/скв.** В сумме по 12 скважинам дополнительная добыча нефти составит 12,33 **тыс.т** при NPV, равном **13083,7** тыс. рублей.

Материалы диссертации изложены в следующих публикациях:

1. М.Ш.Каюмов Опыт использования результатов гидродинамических исследований для оптимизации режима работы добывающих скважин//НТЖ «Нефтепромысловое дело». -М.:ВНИИОЭНГ-2002.-№5.-С. 28-32.
2. И.В.Владимиров, М.Ш.Каюмов. Причины снижения дебита добывающей скважины, вскрывшей многопластовую систему коллекторов//НТЖ «Нефтепромысловое дело». -М.:ВНИИОЭНГ-2002.-№3.-С. 8-14.
3. И.Н.Файзуллин, С.А.Яковлев, И.В.Владимиров, В.Т.Владимиров, М.Ш.Каюмов. Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов на залежи горизонта Д₁ Абдрахмановской площади//НТЖ «Нефтепромысловое дело». -М.:ВНИИОЭНГ-2002.-№5.- С. 10-16.
4. О.И.Буторин, И.В.Владимиров, И.Н.Файзуллин, А.С.Ахметшина, М.Ш.Каюмов. Анализ эффективности ОПЗ, проводимых в добывающих скважинах горизонта Д₁ Абдрахмановской площади с целью стимулирования работы продуктивных пластов//НТЖ «Нефтепромысловое дело». -М.:ВНИИОЭНГ-2002.-№7.-С. 18-20.
5. И.В.Владимиров, Р.Г.Сарваретдинов, М.Ш.Каюмов, Р.Х.Галимов, И.Н.Файзуллин, В.Ф.Шарафутдинов. О некоторых причинах разрушения коллекторов при эксплуатации скважин.//НТЖ «Нефтепромысловое дело». - М.:ВНИИОЭНГ-2002.-№9.- С. 13-16.
6. А.Г.Нугайбеков, Ю.А.Котенев, А.В.Чибисов, М.Ш.Каюмов. Анализ эффективности разработки залежей нефти турнейского яруса Ново-Елховского месторождения./ Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: проблемы и решения. -Уфа, 2000.- Вып. 2.-С.121-126. - (Сборник научных трудов НИИнефтеотдача).
7. Ю.А.Котенев, Р.М.Каримов, М.Ш.Каюмов. Оценка эффективности выработки запасов пласта Д₁ Ново-Елховского месторождения. /Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: проблемы и решения. -Уфа, 2001.-Вып. 3.-С.218-220. - (Сборник научных трудов НИИнефтеотдача).
8. А.Г.Нугайбеков, О.В.Каптелинин, Ю.А.Котенев, А.В.Чибисов, М.Ш.Каюмов. Результаты применения методов увеличения нефтеотдачи на Ново-Елховском месторождении. /Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: проблемы и решения. - Уфа, 2001.-Вып. 3.-С.220-222. - (Сборник научных трудов НИИнефтеотдача).
9. Патент РФ № 2160832, МПК Е 21 В 43/32. Способ ограничения водопритоков в скважину. / Б.Е.Доброскок, Н.Н.Кубарева, Р.Х.Мусабилов, М.Ш.Каюмов, Г.Ф.Кандаурова и др. // Бюл. Изобретения. - 2001.- № 6.